



# **Ipotesi che aumentano i costi di sistema della decarbonizzazione dell'elettricità in Italia con 100% rinnovabili**

Luigi Moccia <sup>1</sup>

<sup>1</sup>Consiglio Nazionale delle Ricerche—ICAR

[luigi.moccia@icar.cnr.it](mailto:luigi.moccia@icar.cnr.it)

7 settembre 2022

# Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Analisi delle ipotesi</b>	<b>5</b>
2.1	Scale geografiche . . . . .	6
2.2	Bilanciamento solare-eolico . . . . .	8
2.3	Potenziale eolico su terraferma in Italia . . . . .	9
2.4	Potenziale eolico in mare in Italia . . . . .	11
2.5	Fattori di capacità di fotovoltaico ed eolico su terraferma . . . . .	11
2.6	Accumuli elettrici . . . . .	12
2.7	Leve sistemiche dall'integrazione tra settori energetici . . . . .	15
2.7.1	Usi finali termici . . . . .	15
2.7.2	Trasporti elettrificati . . . . .	17
2.7.3	Idrogeno per settori esterni a quello elettrico . . . . .	17
2.8	Configurazione dell'idrogeno per accumulo stagionale . . . . .	19
2.9	Costi e tempi del nucleare . . . . .	21
<b>3</b>	<b>Sintesi</b>	<b>27</b>

# 1 Introduzione

**N**el convegno “La transizione alla prova”, organizzato dalla Fondazione Ottimisti&Razionali e tenutosi a Roma il 7 luglio 2022, il prof. Giuseppe Zollino (Università di Padova) ha presentato degli scenari di decarbonizzazione del settore elettrico italiano per l’anno 2050. Questi scenari sono documentati in un articolo divulgativo di cui il prof. Zollino è autore *senior* (Giuliani et al., 2022). Questo articolo è basato sulla metodologia introdotta in Bustreo et al. (2019) che viene aggiornata con le stime di costo delle tecnologie del rapporto dell’Agenzia Internazionale dell’Energia sugli scenari di decarbonizzazione al 2050 (Bouckaert et al., 2021).

Gli scenari presentati si riferiscono ad una domanda elettrica di 650 TWh/anno che include la produzione di idrogeno per settori energetici esterni al settore elettrico (140 TWh), e l’elettrificazione parziale di altri usi finali come i trasporti (100 TWh), e gli usi termici.

Tre sono gli scenari base, che nel seguito di questo documento vengono indicati con gli stessi acronimi utilizzati in Giuliani et al. (2022):

- RES, la generazione è al 100% da fonti rinnovabili;
- R&N40, la generazione include, oltre a delle rinnovabili, nucleare a fissione per 36 GW (o equivalentemente 40 GW da fusione);
- R&N60, la generazione include, oltre a delle rinnovabili, nucleare a fissione per 53 GW (o equivalentemente 60 GW da fusione).

In questi tre scenari base l’idrogeno non è utilizzato per l’accumulo stagionale ed è presente un significativo sfasamento tra domanda ed offerta che porta nello scenario RES a disperdere ben 416 TWh, circa il 40% del totale dell’elettricità generata in quello scenario. Gli scenari che includono la fonte nucleare presentano sfasamenti minori. Lo scenario a minore costo di sistema per unità di elettricità servita è lo scenario R&N60, con un costo di 85 €/MWh. Lo scenario RES induce un extra-costi di 18 €/MWh (+21%).

L'idrogeno come opzione per l'accumulo stagionale è studiato in tre scenari che sono varianti dei tre scenari base e nel seguito indicati come RES-H, R&N40-H, e R&N60-H. Anche in questi tre scenari lo scenario che fa esclusivo ricorso alle fonti rinnovabili induce un extra-costo rispetto allo scenario a costo minore (R&N60-H). L'extra-costo dello scenario RES-H è pari al 31%. Tutti e tre gli scenari con idrogeno come accumulo stagionale vedono un aumento dei costi di sistema rispetto alla loro variante di base.

Nella Sezione 2 vengono analizzate le ipotesi contenute in questi scenari, e una sintesi per punti principali è riportata nella Sezione 3.

## 2 Analisi delle ipotesi

**T**ra i sei scenari presentati dal prof. Zollino i due scenari che fanno esclusivo ricorso alle fonti rinnovabili presentano dei significativi extra-costi rispetto a quelli che includono la fonte nucleare. Questi risultati sono in contro-tendenza rispetto alla scenaristica recente negli articoli scientifici revisionati da pari. Per esempio, negli scenari di decarbonizzazione al 2050 del sistema energetico francese di Shirizadeh and Quirion (2022) il nucleare non svolge un ruolo significativo nella riduzione dei costi di sistema o nella riduzione delle emissioni climalteranti. Negli scenari di decarbonizzazione del settore elettrico degli Stati Uniti di Brown and Botterud (2021) il nucleare con tecnologia corrente non viene selezionato e il nucleare di IV generazione contribuisce ad una moderata riduzione del costo di sistema (-5 US\$/MWh) solo se migliora del 10% le previsioni sulle riduzioni di costo capitale al 2050.

Il maggiore costo di sistema degli scenari 100% rinnovabili presentati dal prof. Zollino può essere spiegato con le ipotesi soggiacenti criticate nelle seguenti sezioni. La Sezione 2.1 discute le ipotesi sulle scale geografiche della generazione e del bilanciamento, e con un confronto con risultati di letteratura ne stima l'effetto penalizzante. Le ipotesi sulla ripartizione tra eolico e solare e la risultante amplificazione dello sfasamento tra domanda e offerta sono trattate nella Sezione 2.2. Tutti i sei scenari dipendono fortemente dalle ipotesi effettuate sui potenziali eolici. Le Sezioni 2.3 e 2.4 confrontano le scelte effettuate rispetto a stime di potenziale recenti per l'eolico su terraferma, e in mare, rispettivamente. Le ipotesi sui fattori di capacità dell'eolico su terraferma e del fotovoltaico sono discusse nella Sezione 2.5. La Sezione 2.6 tratta delle ipotesi sulle tecnologie di accumulo elettrico e la Sezione 2.7 sulle leve sistemiche da integrazione settoriale che non sono state considerate, o sono state considerate in modo svantaggioso per le rinnovabili. Entrambe le Sezioni 2.6 e 2.7 argomentano sull'utilità dell'introduzione dell'idrogeno come accumulo stagionale per ridurre il costo di sistema in uno scenario basato al 100% su fonti rinnovabili. È ragionevole pertanto chiedersi dei motivi dell'aumento dei costi di sistema nello scenario RES-H, con idrogeno come accumulo stagionale, rispetto allo scenario RES

che non contempla questa opzione. Le ipotesi sulla configurazione dell'accumulo stagionale e sulla sua rigenerazione spiegano questi risultati, Sezione 2.8. Una ipotesi ottimistica è stata riscontrata nella Sezione 2.9 sui costi del nucleare.

## 2.1 Scale geografiche

Negli scenari presentati dal prof. Zollino non vengono considerate le interconnessioni tra l'Italia e gli altri paesi della rete ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), e la principale fonte rinnovabile installata, il fotovoltaico, è localizzata per macroaree in base alla domanda elettrica. Nello schema di classificazione di Tröndle et al. (2020), riportato nel seguito, queste ipotesi equivalgono ad una autarchia nazionale sul bilanciamento e ad un tendenziale localismo sulla generazione. Come vedremo, queste ipotesi inducono un aumento dei costi di sistema rispetto ad altre ipotesi possibili sulle scale geografiche.

Tröndle et al. studiano la decarbonizzazione del settore elettrico con il 100% di fonti rinnovabili in 33 paesi (UE, Regno Unito, Norvegia, Svizzera, e i paesi balcanici occidentali) della rete elettrica europea ENTSO-E. I 33 paesi sono suddivisi in circa 500 aree, per l'Italia corrispondenti alla suddivisione per regioni. Le scale geografiche considerate ai fini dei costi di sistema della decarbonizzazione sono tre: regionale, nazionale, e continentale. Le tecnologie/fonti energetiche considerate vengono distinte in due gruppi:

- fonti di generazione primaria (fotovoltaico, eolico, idroelettrico),
- tecnologie/fonti di bilanciamento (biomassa, batterie, idroelettrico a pompaggio, idrogeno).

Si noti come la biomassa, che è una fonte energetica, essendo programmabile (ma costosa e con possibili criticità ambientali) sia raggruppata sul bilanciamento (perché il suo uso è da minimizzare).

Le tecnologie di generazione e bilanciamento possono essere localizzate ottimizzando su diverse scale geografiche per soddisfare la domanda. Distinguere tra generazione e bilanciamento permette così di differenziarne gli ambiti geografici. Due sono gli scenari limite nel ventaglio delle opzioni di localizzazione della generazione e del bilanciamento:

- A) ogni regione per se, sia sulla generazione che sul bilanciamento,
- B) la rete continentale è ottimizzata sia per generazione che bilanciamento.

Lo scenario A equivale a localismo estremo, la domanda deve essere soddisfatta solo da fonti locali e anche il bilanciamento deve essere locale. Lo scenario B è di apertura massima, gli impianti di generazione vengono localizzati dovunque abbiano costi minori, idem per quelli di bilanciamento, e la rete continentale smista i flussi da un estremo all'altro dell'Europa. Scenari intermedi permettono di disaccoppiare le scale geografiche di generazione e bilanciamento. Per esempio, uno scenario con generazione regionale, ogni regione produce per il 100% della sua domanda, ma con scambio delle eccedenze e bilanciamento sulla scala geografica maggiore, quella nazionale. Ovviamente la scala geografica del bilanciamento può essere uguale o maggiore di quella di generazione, quindi il ventaglio di scenari possibili prevede sei opzioni sulle tre scale geografiche. Per questi sei scenari Tröndle et al. calcolano il costo di sistema per unità di elettricità servita, inclusivo di generazione, accumuli, biomassa, e trasmissione. Elaborano anche altri indici relativi allo sviluppo della capacità di trasmissione, le potenze di generazione da installare, etc. Nella Fig. 2.1(c) è riportata la sintesi di come variano i costi di sistema scalati rispetto allo scenario più economico, che è quello estremo di generazione e bilanciamento continentale. Lo scenario con costo di sistema minore è quello continentale perché l'elettricità è relativamente molto più facile da trasmettere piuttosto che accumulare o integrare con fonti che sono sì flessibili (biomassa) ma costose. Maggiori sono gli scambi di elettricità su rete vasta e minori sono i costi di sistema, una evidenza già nota che assume ancora di più una sua rilevanza rispetto alle rinnovabili principali, solare ed eolico, che non sono programmabili, e che quindi si avvantaggiano di una rete per lo scambio delle eccedenze. Infatti, l'altro scenario estremo, quello localistico, comporta un aumento notevole dei costi di sistema, del 69%, un sovradimensionamento degli impianti di generazione, e, soprattutto, di bilanciamento, Fig. 2.1(a—c). Nel passare alla scala locale estrema si risparmia sulla trasmissione, ma è un risparmio apparente perché aumentano di molto le altre componenti di costo più rilevanti che sono la generazione, l'accumulo e la biomassa. La scala continentale sia per generazione che per bilanciamento è uno scenario con i suoi rischi legati alla fragilità di un sistema di trasmissione così vasto, per la dipendenza di alcuni paesi da altri, e per la concentrazione spaziale degli impianti. Queste sono le ragioni che renderebbero di difficile attuazione lo scenario B, ma buona parte della riduzione dei costi di sistema si può ottenere con il solo bilanciamento affidato alla rete continentale. Con un aggravio dei costi di sistema relativamente modesto del 7% è possibile uno scenario, quello di generazione nazionale e bilanciamento continentale, dove ogni paese produce per soddisfare al 100% la sua domanda, a livello europeo si scambiano le eccedenze,

e si condivide la potenza programmabile. Nello scenario regionale estremo in Italia, a parte il Trentino e la Calabria, tutte le altre regioni avrebbero un aggravio di costi da questo scenario dove non si coopera neanche alla scala nazionale. Lo studio ha delle limitazioni che per ragioni di spazio non possono essere affrontate in questo rapporto, ma è robusto, anche per la raffinata analisi di sensitività impiegata, per almeno le seguenti due conclusioni:

1. Il bilanciamento sulla scala della rete europea (che ricordiamo è già in essere ed è già previsto in espansione) aiuta a ridurre i costi rispetto a scenari di autarchia nazionale.
2. Regionalizzare la generazione elettrica con fonti rinnovabili aumenta i costi di sistema nazionali.

L'argomento che viene opposto alla conclusione (1) afferma che nel passaggio alle rinnovabili tutti i paesi europei avrebbero delle difficoltà nella programmazione delle loro reti elettriche e che quindi non si potrebbe contare sui vantaggi della collaborazione internazionale. Tröndle et al. (2020) e altra scenaristica, e.g Brown et al. (2018), confutano questo argomento.

In sintesi, le ipotesi sulle scale geografiche di bilanciamento e generazione degli scenari presentati dal prof. Zollino plausibilmente inducono un aumento dei costi di sistema rispetto ad altre ipotesi come per esempio il bilanciamento su scala europea e un approccio nazionale e non localistico alla generazione delle rinnovabili. Stime di queste penalizzazioni sono riportate nella scheda di Fig. 2.1.

## **2.2 Bilanciamento solare-eolico**

Nello scenario RES preso pari a 100 il totale della generazione di eolico e fotovoltaico la ripartizione tra queste due fonti energetiche è (89, 11), (fotovoltaico, eolico). Dagli albori della scenaristica energetica è noto come la variabilità stagionale della fonte solare, così come di quella della fonte eolica, è mitigabile attraverso la sinergia di queste due fonti (Blanco and Faaij, 2018; Breyer et al., 2022). Il recente studio di Wohland et al. (2021) permette di rispondere a questioni anche più complesse del tema della variabilità stagionale di queste due fonti rinnovabili. Wohland et al. studiano la variabilità di fotovoltaico ed eolico in Europa su due scale temporali: stagionale, e multi-decennale. La scala stagionale permette di rispondere a come meglio combinare eolico e fotovoltaico in modo da ridurre la variabilità nell'anno. La scala multi-decennale considera la variabilità che si potrebbe avere nell'orizzonte del secolo nell'arco

di vita degli impianti (decenni). Entrambe queste valutazioni sono rilevanti rispetto alle strategie di investimento in queste fonti rinnovabili. Dimensionamenti eccessivamente lontani dalla ripartizione ottima per la riduzione della variabilità stagionale sono penalizzanti economicamente. La ripartizione ottima nella generazione tra fotovoltaico ed eolico per la riduzione della variabilità stagionale calcolata in questo studio per l'Italia è (57, 43), molto distante da quella dello scenario RES, (89, 11). Inoltre, va considerato che l'ottimizzazione di sistema non tende alla semplice diminuzione della variabilità della generazione, sebbene questo possa essere un indicatore importante. L'elettrificazione degli usi finali termici aumenta il carico invernale e quindi l'ottimizzazione del riparto eolico-FV tenderebbe ad aumentare la quota dell'eolico (questo aspetto verrà approfondito nella Sezione 2.7.1). Rispetto alla scala multi-decennale lo studio di Wohland et al. riporta che l'Italia è tra quei paesi che non presenta un rischio di variabilità della risorsa eolica su questa scala temporale, un rischio che corrono invece altri paesi europei. Anche per questo motivo, come discusso al riguardo dei costi di sistema nella sezione precedente, la migliore strategia a livello continentale europeo non è l'autarchia localistica, ma la ricerca di una equa distribuzione degli impianti eolici (Grams et al., 2017).

## 2.3 Potenziale eolico su terraferma in Italia

Gli scenari presentati dal prof. Zollino includono 35 GW di eolico su terraferma con un numero di ore a pieno carico equivalente pari a 2000 per anno, ovvero un *capacity factor* (CF) del 22,8%. La motivazione addotta è quella di un minore potenziale in Italia rispetto ad altri paesi europei con maggiore ventosità. Per i motivi discussi nella Sezione 2.2, il potenziale eolico sia in termini di potenze installabili che di fattori di capacità è di forte rilevanza al fine di ridurre lo sfasamento stagionale tra domanda ed offerta che si avrebbe con un quasi esclusivo ricorso alla fonte solare. Nel seguito presenterò i risultati di studi recenti sul potenziale eolico su terraferma in Italia. Il motivo per cui è importante riferirsi alla letteratura più aggiornata consiste nel fatto che la tecnologia eolica è riuscita nell'ultimo decennio non solo a diminuire i costi d'installazione e ad aumentare i fattori di capacità rispetto ai siti con maggiore ventosità, ma ha esteso questi vantaggi ai siti di media ventosità che abbondano in Italia. Pertanto, stime di potenziale che precedono queste innovazioni sono obsolete.

Ryberg et al. (2019) utilizzano i risultati di Ryberg et al. (2018, 2020) per l'individuazione in Europa delle aree candidabili ad installazioni eoliche su terraferma tenendo conto di 31 vin-

coli socio-tecnici. Il contributo di Ryberg et al. (2019) consiste nel definire una metodologia di localizzazione di singola turbina nelle aree candidabili e una metodologia di ottimizzazione tecno-economica per singola turbina e per sito. La localizzazione avviene tassellando le aree candidabili con ellissi di opportuni diametri dipendenti dal diametro del rotore della turbina e con orientamenti coerenti con la rosa dei venti dominanti del sito. L'ottimizzazione tecno-economica è riferita a due variabili, l'altezza del mozzo e la potenza specifica (il rapporto tra la potenza del generatore e l'area spazzata dal rotore). Il costo di installazione è basato su un modello tecno-economico di letteratura (Fingersh et al., 2006), e il fattore di capacità è derivato con la metodologia introdotta. La metodologia di localizzazione può essere considerata conservativa, sia per l'esteso insieme di vincoli considerato sulle aree candidabili che per l'algoritmo di tassellizzazione tramite ellissi. La densità di potenza mediamente installata è pari a 8,6 MW/kmq. Si fa presente che Enevoldsen and Jacobson (2021), nella loro analisi dei parchi eolici su terraferma in Europa, trovano una densità mediana di potenza installata pari a 19,8 MW/kmq, un valore 2,3 volte maggiore di quello di Ryberg et al. (2019), senza che tale maggiore densità sia di detrimento sui fattori di capacità.

I risultati del potenziale eolico per l'Italia al 2050 di Ryberg et al. (2019) sono i seguenti. Il potenziale totale è pari a 601 GW con un CF medio del 25%, ovvero una producibilità di 1,309 TWh. Di questi 601 GW un sottoinsieme di ben 153 GW presenta un CF medio del 33%. Un ulteriore sottoinsieme di maggiore convenienza è pari a 100 GW con CF nell'intervallo 31–51%. A supporto di queste stime si fa notare come anche in Italia i nuovi progetti eolici registrano notevoli incrementi dei loro fattori di capacità rispetto allo storico. Secondo IRENA (2022b) i nuovi progetti in Italia nel 2021 hanno registrato un CF pari al 33% mentre progetti dell'anno 2010 avevano un CF del 25%<sup>1</sup>. Inoltre, anche studi precedenti riportavano stime maggiori del potenziale eolico rispetto a quelle ipotizzate negli scenari del prof. Zollino. Per esempio, Dalla Longa et al. (2018) individuava nello scenario ritenuto più plausibile per l'Italia un potenziale di 382 TWh/anno in siti con CF maggiore del 20%. Pertanto, ipotizzare un limite di 70 TWh/anno di producibilità massima di eolico su terraferma è fortemente peggiorativo rispetto all'obiettivo di riduzione dei costi di sistema e fuori scala rispetto ai potenziali, Fig. 2.2.

---

<sup>1</sup>Questi valori sono relativi ai nuovi progetti dell'anno, non al cumulo delle installazioni precedenti e ancora attivi nell'anno. Lo storico delle installazioni in Italia sconta bassi fattori di capacità perché le prime turbine installate erano derivate da quelle calibrate per siti ad alta e non a media ventosità, come è invece il caso per l'Italia.

## 2.4 Potenziale eolico in mare in Italia

Gli scenari presentati dal prof. Zollino includono 15 GW di eolico in mare di tipo galleggiante con un numero di ore a pieno carico equivalente pari a 3000 per anno, ovvero un CF del 34,2%. L'eolico in mare con fondazione fissa è assunto come non possibile in Italia e il limite massimo sul galleggiante è assunto pari a 20 GW. Dato che questo vincolo non è attivo nel modello un aumento del potenziale dell'eolico galleggiante non indurrebbe una diversa scelta, almeno nell'ambito delle altre ipotesi sui costi e sui CF. Si fa comunque notare che il potenziale dell'eolico in mare a fondazione fissa, che può avere parametri di costo minori del galleggiante, non è zero, e anche per il galleggiante degli ulteriori affinamenti sui potenziali nelle aree migliori possono indurre dei risultati diversi e migliorativi per le rinnovabili.

Infatti, Kielichowska et al. (2020) riportano i seguenti potenziali eolici in mare per l'Italia al 2050:

- con fondazione fissa: 13,5 GW,
- galleggiante: 594,4 GW.

Di particolare interesse per l'eolico in mare con fondazione fissa è l'area nel Canale di Sicilia con un potenziale di 1,6 GW e una producibilità di 5 TWh/anno, ovvero un CF del 35,6%, e per il galleggiante sempre in Sicilia con un potenziale di 67 GW e un CF medio del 36,2%, e nel Mar Ionio con un potenziale di 35,1 GW e un CF del 34,6%.

## 2.5 Fattori di capacità di fotovoltaico ed eolico su terraferma

Come discusso nella sezione 2.3, il fattore di capacità dell'eolico su terraferma negli scenari del prof. Zollino è pari al 22,8%, un valore già basso rispetto allo stato della tecnica, e ancora più irrealistico se utilizzato in uno scenario di proiezione al 2050 con una quota contenuta di eolico. Il fotovoltaico è modellato con 1435 ore a pieno carico equivalente, ovvero con un CF pari a 16,4%. Già oggi nel Mezzogiorno sono realizzabili impianti fotovoltaici con inseguimento mono-assiale che offrono un CF di circa il 24%. La generale adozione di moduli bifacciali e altre ottimizzazioni d'impianto può ulteriormente consolidare e migliorare queste prestazioni. Al contrario, se si opta per installazioni su tetti, quindi ad inclinazione fissa e non sempre ottimale, e in condizione di minore insolazione come nel Nord Italia (per via anche degli aspetti meteorologici non solo per la maggiore latitudine) si possono avere CF anche solo del 12%,

ovvero la metà. Risulta pertanto chiaro come ipotizzare il fotovoltaico prevalentemente al Nord e con una componente bassa di impianti ad inseguimento monoassiale nel mezzogiorno possa risultare in CF bassi. Il CF medio del fotovoltaico in Italia dipende dalle ipotesi sulla scala geografica di generazione, e sulla tipologia di impianto nell'intervallo 12—24%.

Queste ipotesi inducono un peggioramento dei costi di sistema non solo per l'effetto sui costi di generazione che sono inversamente proporzionali al CF. Utilizzando una combinazione di eolico e fotovoltaico sbilanciata sul fotovoltaico e con entrambe le tecnologie configurate su bassi CF rispetto ai potenziali tecnici si aumentano anche i costi di accumulo e di trasmissione. Nella Sezione 2.7.3 si approfondirà questo aspetto della sinergia eolico-solare con CF ottimizzati per i distretti idrogeno.

## 2.6 Accumuli elettrici

Lo scenario RES include una sola tecnologia di accumulo elettrico scalabile, quella delle batterie agli ioni di Litio (Li-ion). La tecnologia dei pompaggi idroelettrici (*pumped hydro storage*, PHS) è considerata come non scalabile perché è modellata con limiti di potenza e capacità, rispettivamente pari a 8 GW e 0,1 TWh, che sono valori simili all'esistente. Il modello dimensiona nello scenario RES le batterie Li-ion con potenza e capacità rispettivamente pari a 144 GW e 1,15 TWh e vita utile di 10 anni. L'ipotesi di una vita utile di 10 anni per le batterie Li-ion è peggiorativa rispetto alle stime contenute nella stessa fonte utilizzata per gli altri coefficienti tecno-economici, il rapporto NREL Cole et al. (2021), che indica una vita utile di 15 anni. Questa sola ipotesi sulla vita utile delle batterie peggiora i costi di sistema dello scenario RES di circa il 7%. Senza tale ipotesi l'extra-costi dello scenario RES rispetto a quello R&N60 si ridurrebbe a 12 €/MWh (+14% invece che +21%). Ma non è questa sulla vita utile delle batterie la sola ipotesi che aumenta i costi di sistema. Altre ipotesi di configurazione del sotto-sistema degli accumuli elettrici vengono confrontate nel seguito con studi recenti con un focus prioritario su queste tecnologie.

Guerra et al. (2021) introducono un modello di ottimizzazione per i dimensionamenti della generazione e degli accumuli elettrici per la decarbonizzazione con fonti rinnovabili variabili. Applicano questo modello ai sistemi elettrici di sette aree geografiche negli Stati Uniti, e concludono che per una completa decarbonizzazione a costo minimo è vantaggioso impiegare un ventaglio di tecnologie di accumulo differenziate in base alle scale temporali d'impiego prefe-

renziale: corta durata, lunga durata, e stagionale. La tecnologia per accumulo di corta durata interviene quasi ogni giorno, quindi avrà un numero di cicli di carica/scarica pari a circa 300 per anno. All'estremo opposto, la tecnologia che copre l'accumulo stagionale avrà un numero di cicli di carica/scarica di poche unità nell'anno. Le tecnologie di lunga durata coprono scale temporali intermedie. I parametri tecno-economici delle tecnologie di accumulo devono indurre dimensionamenti a costo minimo sulle diverse scale temporali. L'accumulo di corta durata necessita di un'elevata efficienza di carica-scarica ma sarà accettabile un maggiore costo della capacità di stoccaggio (perché ciclerà centinaia di volte all'anno). Per l'accumulo stagionale, invece, sarà più importante avere un basso costo della capacità di stoccaggio e sarà meno importante l'efficienza di carica/scarica. Per il lungo termine saranno accettabili valori intermedi di efficienza e costo della capacità di stoccaggio. Guerra et al. ulteriormente dettagliano questo ambito in due tecnologie che possono essere ottimizzate con diverse potenze di carica e scarica. Questi requisiti tecno-economici sono soddisfacibili dalle seguenti tecnologie già esistenti e con previsioni di sviluppo robuste:

- corta durata: batterie Li-ion;
- lunga durata a potenze variabili: stoccaggio con aria compressa in depositi geologici (*Adiabatic Compressed Air Energy Storage, A-CAES*);
- lunga durata ad alta efficienza: PHS;
- stagionale: *Power-to-X (PtX)*, es. idrogeno.

Accumuli come le batterie Li-ion risultano infatti ottimali se dimensionati con bassi rapporti tra capacità e potenza in modo da operare su un numero alto di cicli per anno. Le batterie Li-ion pertanto sono candidate a coprire sfasamenti domanda-offerta di corta durata. Altre tecnologie come PHS e A-CAES, caratterizzate da un minore costo unitario della capacità, risultano ottimali per gli sfasamenti di lunga durata. Inoltre, per questo ambito risultano essere vantaggiose le differenze tra PHS e A-CAES, con questa ultima tecnologia che permette di dimensionare in modo indipendente le potenze di carica e scarica. Queste tre tecnologie, batterie Li-ion, PHS e A-CAES sono sufficienti per una decarbonizzazione a costo minimo del sistema elettrico con una quota di rinnovabili fino a circa il 90%. Per quote maggiori di rinnovabili nel sistema elettrico i risultati del modello di Guerra et al. indicano che è ottimale introdurre una quarta tecnologia, quella dell'accumulo stagionale, per esempio tramite idrogeno. Con questo

ventaglio di quattro tecnologie di accumulo la sovra-generazione diminuisce nel passaggio dal 95 al 100% di copertura della domanda con fonti rinnovabili. Questo effetto di riduzione della sovra-generazione è dovuto alle sinergie tra le diverse tecnologie e contraddice precedenti ipotesi sul carattere esponenziale della sovra-generazione nell'obiettivo 100% rinnovabili, ipotesi che erano basate su modelli più semplici.

Per le ipotesi del modello RES l'idrogeno non è contemplato per l'accumulo stagionale, e per altre considerazioni sull'idrogeno si vedano le Sezioni 2.7.3 e 2.8. In ogni caso, anche ipotizzando un sistema elettrico al 100% rinnovabile senza una tecnologia di accumulo specifica per gli sfasamenti stagionali, lo stato dell'arte dell'ottimizzazione degli accumuli elettrici per le rinnovabili indica l'utilità di includere altre tecnologie oltre alle batterie. Infatti, le batterie nei risultati dello scenario RES sono dimensionate con un rapporto capacità/potenza di 8,2 ore, quando negli scenari di letteratura le batterie coprono il breve termine con rapporti capacità/potenza di circa quattro ore. A titolo esemplificativo, se nello scenario RES la capacità di accumulo fosse ripartita tra batterie Li-ion con rapporto capacità/potenza di quattro ore (e vita utile di 15 anni) e PHS con rapporto capacità/potenza di 12 ore, a parità di servizio di accumulo reso (che ricordiamo essere elevatissimo in questo scenario per i forti sbilanciamenti solare/eolico) il costo di sistema si ridurrebbe dell'11% senza considerare i risparmi sulle potenze installate che deriverebbero dalle sinergie tra queste due tecnologie (la cui stima richiederebbe una nuova simulazione).

Come riportato nella scheda di Figura 2.3, sia PHS che A-CAES sono tecnologie per le quali in Italia esiste un potenziale sovrabbondante rispetto ad ogni loro ragionevole impiego (Stocks et al., 2021; Aghahosseini and Breyer, 2018). Nuove tecnologie come le batterie a flusso potrebbero ulteriormente diminuire i costi di bilanciamento delle rinnovabili variabili, ma occorre sottolineare che le tecnologie già esistenti sono sufficienti rispetto alla scala del problema. Pertanto, le seguenti ipotesi dello scenario RES sono peggiorative e plausibilmente inducono un aumento dei costi:

- PHS considerato come non scalabile e assunto pari ai valori storici,
- A-CAES o altra tecnologia equivalente non inclusa nel modello.

## 2.7 Leve sistemiche dall'integrazione tra settori energetici

I pionieristici scenari di decarbonizzazione dell'Unione Europea con il 100% di fonti rinnovabili di Mathiesen et al. (2015); Connolly et al. (2016) valutavano come essenziale l'estensione del perimetro dell'analisi dal settore elettrico ad altri settori energetici, principalmente i trasporti e gli usi finali termici, e ad altri vettori energetici, gli elettro/(bio)combustibili. Scenari più recenti hanno confermato come un approccio sistemico e non settoriale alla decarbonizzazione permetta di ridurre i costi, principalmente per la riduzione dei notevoli accumuli elettrici altrimenti necessari, e per l'utilizzo di altre forme di accumulo energetico con costi minori dell'accumulo elettrico, e.g. Victoria et al. (2019).

Negli scenari presentati dal prof. Zollino le leve sistemiche dell'integrazione tra il settore elettrico e quello termico non vengono esplorate, la domanda elettrica aggiuntiva derivante dall'elettrificazione degli usi finali termici tramite pompe di calore è assunta come inflessibile. Nella Sezione 2.7.1 sono presentate brevemente le opportunità che invece questa integrazione offrirebbe per l'Italia, anche rispetto alle altre ipotesi dello Scenario RES.

La Sezione 2.7.2 discute gli effetti delle ipotesi degli scenari presentati dal prof. Zollino relative all'elettrificazione dei trasporti.

La leva sistemica degli elettro-combustibili è presente negli scenari presentati dal prof. Zollino. In tutti gli scenari vengono installati 17 GW di idrolizzatori che sono aggiunti al carico base con CF del 92%. La Sezione 2.7.3 discute gli effetti di questa ipotesi sugli scenari basati sulle rinnovabili.

### 2.7.1 Usi finali termici

Jacobson (2021) utilizza un modello meteo-climatico per una simulazione nell'anno 2050 alla scala globale sia dei carichi termici degli edifici (domanda di riscaldamento e raffrescamento) che le condizioni di produzione con solare ed eolico. Le producibilità di eolico e solare sono pertanto coerenti rispetto alle condizioni meteo-climatiche che causano questa domanda termica. I principali risultati di questo studio sono che esiste una forte correlazione positiva tra disponibilità eolica e domanda di riscaldamento degli edifici, una debole correlazione negativa tra disponibilità di eolico e domanda di raffrescamento, e tra eolico e solare, i.e. eolico e solare sono complementari. Queste evidenze rafforzano quanto sostenuto nella Sezione 2.2 sul sotto-dimensionamento dell'eolico negli scenari presentati dal prof. Zollino.

L'estensione del perimetro dell'analisi agli usi finali termici rivela le seguenti altre opportunità sistemiche oltre a quella di una maggiore quota di eolico.

Lund et al. (2016) dettaglia le opportunità di accumuli energetici massivi nella forma calore (*Thermal Energy Storage, TES*). TES al servizio di reti di tele-riscaldamento (TR) di nuova generazione con pompe di calore anche geo-termiche (Lund et al., 2021) presentano un costo di stoccaggio dell'energia inferiore di due ordini di grandezza rispetto all'accumulo elettrico (Paardekooper et al., 2022). Le reti di TR in Danimarca coprono il 58% della domanda termica civile, in Finlandia il 47%, mentre in Italia il 4%. Questo servizio a carattere municipale, oltre a ridurre gli impatti ambientali del riscaldamento, contribuisce a contrastare la povertà energetica nei paesi con *welfare* sviluppato, in quanto realizza economie dell'ordine del 20% rispetto alla produzione individuale di calore. L'obiezione che viene sollevata rispetto a queste opportunità è che il potenziale italiano di TR è molto limitato rispetto a quello dei paesi leader in questa tecnologia come i paesi scandinavi. Möller et al. (2019) dettano il potenziale del TR nell'Unione Europea e confutano questo luogo comune. Il potenziale italiano di TR è simile a quello di paesi con inverni freddi come quelli scandinavi perché se la domanda termica per unità di volume abitato è minore in Italia che in Danimarca, è vero il contrario per la densità abitativa, i volumi abitativi per ettaro di area urbana. I costi del servizio di TR sono funzione della densità della domanda di energia annua per unità di superficie di area urbana, e per l'Italia la minore domanda specifica è compensata dalla maggiore densità abitativa. Nelle simulazioni di Jacobson et al. (2022) il costo medio del sistema energetico 100% rinnovabile si riduce di  $\sim 10$  \$/MWh nel caso in cui la metà del carico termico civile sia gestita dalle flessibili reti di TR con TES. Su una proiezione al 2050 di  $\sim 700$  TWh/anno, quel risparmio può produrre una diminuzione della bolletta energetica nazionale di  $\sim 7$  miliardi di euro per anno, assumendo parità euro-dollaro. Nel complesso, le reti di TR, per gli effetti diretti sugli utenti del servizio, e per gli effetti indiretti su tutti gli utenti del sistema elettrico, possono contribuire al contrasto alla povertà energetica.

Anche nelle aree dove il TR non è praticabile, protocolli *smart-grid* per pompe di calore e mini-volani termici nelle singole unità immobiliari (o più semplicemente l'utilizzo dell'inerzia termica degli edifici), accumuli di ghiaccio nel settore commerciale-industriale, sono esempi di leve sistemiche con significativo potenziale di riduzione dei costi di sistema (Jacobson, 2020).

## 2.7.2 Trasporti elettrificati

Esistono due leve sistemiche relative all'ambito dei trasporti elettrificati:

- *grid-to-vehicle* (G2V)
- *vehicle-to-grid* (V2G)

La leva G2V è quella minimale, che assicura solo una flessibilità nella carica, e comunque non per tutto il parco veicoli. Alcune ricariche costituiranno carico "rigido", altre "flessibili", sempre nel rispetto di vincoli temporali per l'avvenuta ricarica. La leva V2G è la più innovativa, perché, oltre a considerare flessibilità nella fase di carica, include la possibilità per la batteria del veicolo di fornire servizio di accumulo per la rete. Le previsioni sui veicoli a batterie indicano che le batterie "circolanti" avranno una capacità complessiva decine di volte maggiore della capacità di batterie stazionarie ragionevolmente richieste per il bilanciamento della rete elettrica. Quindi escludere il V2G è ipotesi molto conservativa. Questa ipotesi viene fatta negli scenari presentati dal prof. Zollino. Ma anche per il G2V vengono fatte delle ipotesi che azionano questa leva in una direzione sfavorevole alle rinnovabili. In questi scenari la ricarica delle auto elettriche, che richiede 100 TWh/anno, non avviene in modo flessibile ma è schedulata in modo rigido prevalentemente la sera e la notte. Nello scenario RES 416 TWh/anno vengono dissipati nelle ore diurne per sovra-generazione fotovoltaica, ma le auto vengono ricaricate principalmente in altri orari. Dalle simulazioni di Jacobson et al. (2022) sappiamo che in sistemi basati su rinnovabili l'ipotesi G2V riduce i costi di sistema e quella del carico prevalentemente notturno invece li aumenta.

## 2.7.3 Idrogeno per settori esterni a quello elettrico

La produzione di elettro-combustibili, idrogeno e suoi derivati, è generalmente riconosciuta come abilitante una maggiore penetrazione di fonti rinnovabili variabili (eolico e fotovoltaico) nel sistema energetico. Nello scenario di decarbonizzazione con 100% rinnovabili del sistema energetico europeo di Connolly et al. (2016) gli elettro-combustibili precedono la completa decarbonizzazione del settore elettrico perché permettono l'aumento a costo minimo della quota di rinnovabili variabili dal 55 al 75%. La completa decarbonizzazione avviene con il *Power-to-Gas* (PtG) che permette di aumentare la quota di rinnovabili variabili all'83%, con la parte rimanente del bilancio energetico coperta da idroelettrico, biomasse, solare termico, e geotermico. Fasihi and Breyer (2020) studiano alla scala globale le opportunità di produzione di

idrogeno da impianti ibridi con fotovoltaico ed eolico su terraferma. L'obiettivo consiste nel configurare tali impianti ibridi per ogni regione del globo in modo da minimizzare il costo di produzione dell'idrogeno, date delle ipotesi sui costi e sulle prestazioni delle tecnologie. Fondamentale è l'osservazione di una moderata sovrapposizione tra i profili di generazione della fonte solare e di quella eolica. Nella gran parte dei casi, tale sovrapposizione è inferiore alle 500 ore/anno rispetto al pieno carico equivalente. Le stime di Fasihi and Breyer per i costi al 2050 della produzione di idrogeno in alcune aree del Mezzogiorno d'Italia come la Sicilia e la Sardegna sono inferiori a 50 €/MWh<sub>th</sub>, riferito al potere calorico superiore, ovvero meno di 2 €/kg di idrogeno. Inoltre, come discusso in un articolo successivo, sempre con Breyer come coautore, (Satymov et al., 2022), le stime di Fasihi and Breyer (2020) andranno riviste alla luce di migliori valutazioni sull'eolico che includono l'ottimizzazione dell'altezza del mozzo e delle potenze specifiche delle turbine.

Si è già osservato nella Sezione 2.5 sui fattori di capacità che nel Mezzogiorno d'Italia abbondano siti che presentano CF per il fotovoltaico pari al 24% e per l'eolico su terraferma superiori al 40%. Ovviamente i due fattori di capacità non sono completamente sommabili per le sovrapposizioni tra i profili di generazione. Ma ottimizzando i rapporti tra le potenze delle due tecnologie per ogni sito, e seguendo un criterio puramente economico che consente anche a livello di singolo sito una moderata sovra-generazione, la potenza equivalente dell'impianto ibrido può essere erogata con CF superiori al 60%.

Produrre idrogeno in un sistema basato esclusivamente su rinnovabili è pertanto possibile anche in Italia con vantaggiosi CF per gli idrolizzatori, tenendo conto anche del costo di generazione molto basso di eolico e fotovoltaico. Ovviamente, se invece che considerare il carico degli idrolizzatori come modulabile su base annua con CF di circa il 60% lo si considera come carico base relativamente inflessibile con CF del 92%, questa è l'ipotesi negli scenari presentati dal prof. Zollino, si peggiora l'economicità della produzione di idrogeno negli scenari basati su rinnovabili per lo sfasamento domanda-offerta.

Altre possibilità di riduzione dei costi potrebbero essere ottenute da scambi internazionali di derivati dell'idrogeno, soprattutto quelli di più facile trasporto via nave come l' $\text{NH}_3$  (Fasihi et al., 2021). Si osserva infatti che anche in un scenario futuro particolarmente favorevole al nucleare dove questa tecnologia riesce ad raggiungere un costo di generazione attualizzato di circa 60 €/MWh l'idrogeno da nucleare avrebbe un costo relativamente alto, circa 2,7 €/kg, rispetto a ciò che è previsto negli scenari globali al 2050 (IRENA, 2022a), compromettendo la

competitività di filiere industriali (chimica, acciaio) che necessiteranno di idrogeno ad un costo minore di 2 €/kg. Inoltre, come sarà discusso più avanti nella Sezione 2.9, la competitività dello scenario a minor costo con la fonte nucleare è ottenuta con ipotesi ottimistiche sul finanziamento, in mancanza delle quali non solo il nucleare non entrerebbe nella combinazione a minor costo, ma l'idrogeno verrebbe prodotto ad un costo di circa 4,1€/kg, improponibile per qualsiasi uso non di nicchia.

Il sistema energetico italiano ha oggi una dipendenza dall'estero del 73,5%, e questa dipendenza è principalmente da fonti fossili che presentano rischi geopolitici per le loro ineliminabili caratteristiche come l'esauribilità e la concentrazione geografica dei giacimenti. Gli elettro-combustibili derivati da rinnovabili non presentano analoghi fattori di rischio geopolitico per la diversa dinamica cliente-fornitore, che è aperta e distribuita (Overland, 2019). È pertanto plausibile che non attivando la produzione di idrogeno da solare-eolico nel Mezzogiorno, la sola opzione con *chance* di competitività nell'ambito nazionale, occorrerà ricorrere all'approvvigionamento dall'estero, o de-localizzare le attività produttive che necessitano idrogeno.

## 2.8 Configurazione dell'idrogeno per accumulo stagionale

Negli scenari del prof. Zollino che contemplano l'accumulo stagionale tramite idrogeno sono effettuate le seguenti ipotesi di configurazione, nel seguito dettagliate per lo scenario RES-H:

1. l'idrogeno per accumulo stagionale è prodotto a partire dalla sovra-generazione delle rinnovabili, quindi gli idrolizzatori lavorano con un CF molto basso e pari al 10%;
2. l'idrogeno è stoccato tal quale, cioè senza una trasformazione in altro vettore energetico e lo stoccaggio dell'idrogeno avviene in serbatoi di superficie e non in serbatoi geologici;
3. la rigenerazione dell'idrogeno in elettricità è effettuata tramite pile a combustibile;
4. viene imposto il vincolo di azzerare la sovra-generazione.

L'ipotesi (1) è giustificata nell'ambito dello studio del prof. Zollino per il focus esclusivo sul settore elettrico, ma va ricordato che negli scenari di decarbonizzazione dell'intero sistema energetico e non del solo settore elettrico gli idrolizzatori possono essere eserciti con CF del 60% anche per la produzione di idrogeno da dedicare all'accumulo stagionale, e quindi minori costi minori di sistema sono possibili. Ma si fa notare che esercire gli idrolizzatori nello scenario

RES-H con CF del 10%, e un costo capitale di questa sola componente del sistema idrogeno pari a 48 miliardi di euro non appare una scelta oculata (altri dettagli di questo costosissimo sistema idrogeno nel seguito).

L'ipotesi (2) è una scelta che aumenta i costi di sistema perché l'idrogeno trasformato in metano verde (con carbonio biogenico o da cattura dall'aria) permetterebbe l'utilizzo dell'infrastruttura esistente del gas fossile, e in particolare degli accumuli in serbatoi geologici. Attualmente in Italia gli stoccaggi geologici di gas equivalgono ad una capacità di circa 170 TWh<sub>th</sub>, capacità più che sufficiente per un futuro utilizzo per l'accumulo stagionale. I serbatoi di superficie per lo stoccaggio dell'idrogeno hanno un costo di investimento relativamente alto, pari a 90 € per kg di idrogeno, ovvero 2,7 €/kWh<sub>th</sub>. Zakeri and Syri (2015) stimano per l'accumulo geologico dell'idrogeno costi di capacità inferiori di uno e più ordini di grandezza rispetto all'accumulo in serbatoi di superficie. Si osserva che l'Italia potrebbe non avere le condizioni geologiche per lo stoccaggio dell'idrogeno in caverne in formazioni saline, almeno secondo la rassegna del potenziale europeo di Caglayan et al. (2020). Se queste valutazioni trovassero conferma costituirebbero un motivo in più per optare sulla metanizzazione anche per l'accumulo stagionale. Altre motivazioni esistono per le sinergie con filiere agricole e forestali, per il riutilizzo della CO<sub>2</sub> da biogas e piro-gassificazione<sup>2</sup>. Lo scenario RES-H, invece, prevede serbatoi di superficie per idrogeno con capacità pari 2,5 Mt, e il solo costo di questi serbatoi vale l'extra-costo rispetto allo scenario RES. Si osserva che il tasso di rotazione annuo di questa capacità di stoccaggio è bassissimo, di poco superiore all'unità (1,26 cicli/anno), per un investimento di questi soli serbatoi pari a 225 miliardi di euro.

L'ipotesi (3) è ugualmente peggiorativa dei costi di sistema perché installa una potenza costosa, quella delle pile a combustibile, quando risultano già installate per il biogas delle turbine che potrebbero al 2050 essere di tipo *dual-fuel* (se necessario nel caso in cui non si opti per la metanizzazione dell'accumulo stagionale). La maggiore efficienza delle pile a combustibile ( $\eta = 57\%$ ) rispetto ai turbogas ( $\eta = 42\%$ ) non ne giustifica il loro costo capitale, dati i bassi fattori di carico delle potenze dedicate alla rigenerazione dell'accumulo stagionale. Le pile a combustibile hanno un costo capitale previsto al 2050 di 800 €/kW, quando per i turbogas si può ipotizzare un costo capitale della metà di quel valore. Negli scenari RES e RES-H risultano già installati *turbogas* per biogas nella misura di 47 e 37 GW, rispettivamente. In entrambi gli scenari il fattore di utilizzo di queste potenze di turbogas è molto basso, circa 1000 ore/anno a

---

<sup>2</sup>ADEME (2018) stima per la Francia un potenziale di gas verdi per 460 TWh<sub>th</sub> da biogas, piro-gassificazione, e power-to-gas.

pieno carico equivalente. Pertanto l'aggiunta nello scenario RES-H di 24 GW di pile a combustibile, con fattore di carico basso e pari a 2500 ore/anno, risulta economicamente penalizzante. Il solo investimento in pile a combustibile equivale a 19,2 miliardi di euro. Inoltre, finalizzare sia gli elettro-combustibili (idrogeno o metano verdi) che il biogas agli stessi turbogas migliora le possibilità di dedicare queste macchine al servizio di reti di TR, un'infrastruttura carente nelle città italiane e rilevante per contrastare la povertà energetica, come già discusso nella Sezione 2.7.1.

L'ipotesi (4) è in parte una conseguenza delle precedenti ipotesi. Con un accumulo stagionale così configurato senza un vincolo sulla sovra-generazione il modello non selezionerebbe questa opzione di accumulo. Si fa comunque notare che anche nei modelli che includono l'accumulo stagionale con idrogeno, si veda la Sezione 2.6, una quota moderata di sovra-generazione è fisiologica in quanto economicamente vantaggiosa rispetto al sovra-dimensionamento degli accumuli.

## 2.9 Costi e tempi del nucleare

Negli scenari del prof. Zollino i costi in conto capitale del nucleare a fissione sono derivati dal rapporto dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) sugli scenari di decarbonizzazione al 2050 (Bouckaert et al., 2021). AIE prevede al 2050 nell'Unione Europea una spesa in conto capitale per kW di nucleare a fissione pari a 4500 \$/kW, una spesa in conto esercizio pari a 35 \$/MWh, un tasso di finanziamento dell'8%, e un risultante costo attualizzato di generazione pari a 115 \$/MWh, quando il fattore di capacità è del 70%. Il tasso di cambio euro-dollaro per questa e altre stime negli scenari del prof. Zollino è assunto come unitario, e nel seguito si procederà analogamente. Si osserva che anche ricalibrando il costo di generazione per il diverso CF utilizzato (90% rispetto al 70% dello scenario AIE) si ottiene un valore pari a 97 €/MWh. Ad un minore tasso di sconto, e ad un minore tempo di costruzione, corrisponde un minore aggravio in termini di CAPEX rispetto alle stime del costo capitale *overnight*, e questa relazione è di tipo esponenziale, Figura 2.4. Nel rapporto AIE le tecnologie rinnovabili come il fotovoltaico e l'eolico su terraferma sono valutate con un tasso di sconto del 3,2%. La differenza di 4,8 punti percentuali tra progetti in queste tecnologie rinnovabili e nel nucleare riflette i diversi rischi. Un tasso di sconto dell'8% per il nucleare include già un sussidio dello Stato per il tetto al risarcimento massimo a carico dell'operatore in caso di incidente grave. Senza tale tetto

ai risarcimenti per incidenti non esisterebbero le condizioni per il finanziamento dei progetti nucleari. Il solo costo della messa in sicurezza del sito di Fukushima è stimato nell'intervallo 470—660 miliardi di dollari (Hornyak, 2018). L'Istituto per la Radioprotezione e la Sicurezza Nucleare Francese ha valutato per quel paese il danno economico di un incidente nucleare grave tra i 50 e i 250 miliardi di euro, e per gli incidenti maggiori un danno tra i 200 e i 1000 miliardi di euro (IRSN, 2013). Anche nel caso di danni limitati al perimetro della centrale, incidenti che comportano la terminazione anticipata dell'operatività rappresentano un rischio rilevante per gli investitori, stante l'elevato costo capitale giustificato da un lungo tempo della produzione attesa. Pertanto, è ragionevole che esista una significativa differenza nei tassi di sconto per il finanziamento di progetti nucleari vs rinnovabili.

Si fa pertanto notare che negli scenari che includono il nucleare devono essere specificate le condizioni sui tempi di costruzione e dei tassi di sconto, e che i risultati del modello sono molto influenzati da queste scelte.

L'ipotesi di un tasso di sconto al 3% sarebbe particolarmente favorevole. Questa ipotesi sarebbe difendibile in una analisi costi-benefici più ampia di tipo sociale dove usualmente il tasso di sconto non è quello dettato dalle condizioni di finanziamento. Ma in quel caso i tassi di sconto andrebbero discussi in una maniera più approfondita per le loro implicazioni etiche. Nel caso del nucleare esistono impatti inter-generazionali per lo smantellamento delle centrali e la gestione delle scorie. Analisi costi-benefici che includono questi aspetti criticano il ricorso all'implicito smorzamento esponenziale dei tassi di sconto, e determinano maggiori costi sociali rispetto allo smaltimento scorie, ad esempio si veda Barron and Hill (2019) e riferimenti lì citati. Inoltre, in una più ampia analisi costi-benefici andrebbe incluso il costo-opportunità, e relative emissioni inquinanti, per i maggiori tempi del nucleare rispetto alle rinnovabili non solo nella fase di costruzione ma anche in quella di pianificazione. L'indicatore rilevante è il tempo che intercorre tra la pianificazione e l'operatività (*planning-to-operation* PTO). Il PTO del nucleare è nell'intervallo 10—19 anni, mentre quello delle rinnovabili è minore di cinque anni. Jacobson (2020) stima che gli investimenti nel nucleare in Cina abbiano costituito un costo-opportunità del 4,3% di emissioni in quel paese nell'anno 2016 rispetto al più rapido e granulare eolico o solare.

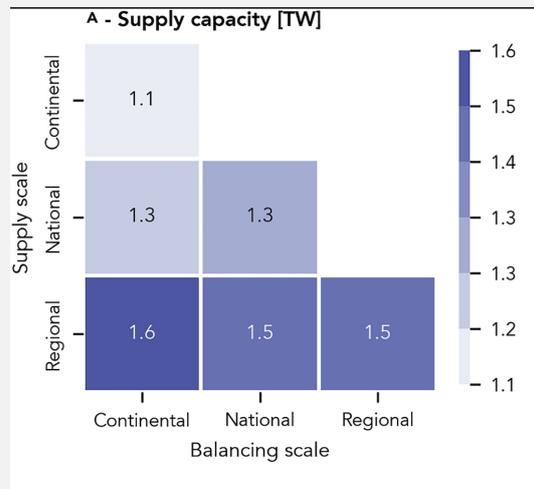
Figura 2.1: Risultati di Tröndle et al. (2020) e confronto tra ipotesi su scale geografiche di generazione e bilanciamento

Nelle figure a destra sono riportati i risultati dei sei scenari di Tröndle et al. (2020) per le capacità di generazione (a), le capacità di bilanciamento (b), e i costi di sistema (c), questi ultimi scalati rispetto allo scenario più economico, che è quello di generazione e bilanciamento continentale.

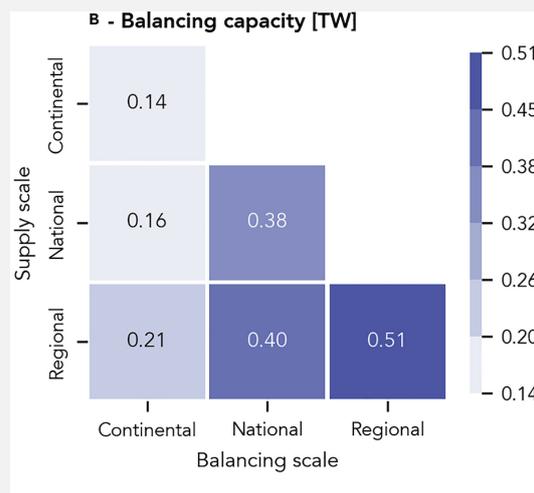
Si osserva come le ipotesi sulle scale geografiche degli scenari presentati dal prof. Zollino in questi schemi di classificazione ricadrebbero nella colonna centrale (bilanciamento nazionale) e tra la prima e la seconda riga per la generazione che è tendenzialmente locale. Conservativamente assumiamo nel seguito un'interpolazione lineare tra i valori della prima e della seconda riga per tali ipotesi. Il confronto verrà fatto con le ipotesi di bilanciamento continentale, prima colonna, e generazione nazionale, seconda riga, e si valuteranno i rapporti tra questi due insiemi di ipotesi:

- capacità di generazione:  $1,4/1,3 = 1,08$
- capacità di bilanciamento:  $0,39/0,16 = 2,44$
- costi di sistema:  $1,43/1,07 = 1,34$

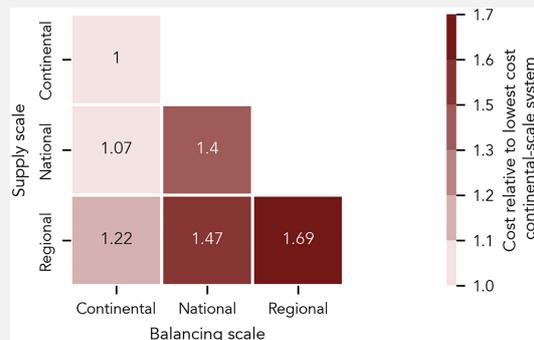
Ne risulta che le ipotesi del prof Zollino mediamente per un paese europeo indurrebbero un aumento della capacità di generazione dell'8%, un aumento della capacità di bilanciamento del 144%, e un aumento dei costi di sistema del 34%.



(a)

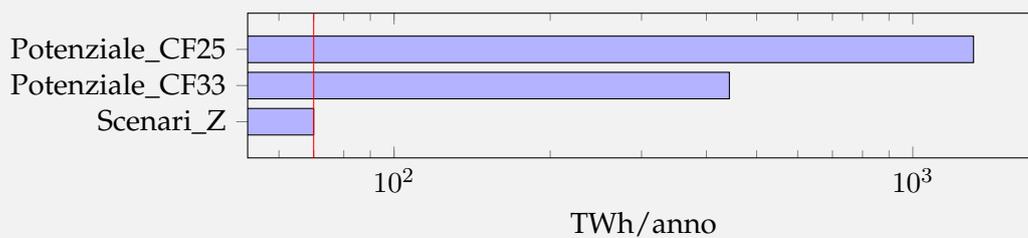


(b)



(c)

Figura 2.2: Producibilità massima di eolico su terraferma negli scenari del prof. Zollino e potenziali per l'Italia da Ryberg et al. (2019)



Potenziale\_CF25 e Potenziale\_CF33 sono i potenziali di eolico su terraferma per l'Italia di Ryberg et al. (2019) con CF medi di 25% e 33%, rispettivamente. Scenari\_Z è la producibilità massima ipotizzata negli scenari presentati dal prof. Zollino dove il CF medio è pari a 22,8%. Scala logaritmica.

Figura 2.3: Potenziali italiani di PHS e A-CAES vs capacità di PHS nello Scenario RES

PHS è una tecnologia limitata da caratteristiche orografiche, ovvero l'esistenza di aree idonee ad ospitare bacini artificiali tra dislivelli collegabili con condotte forzate. A-CAES è una tecnologia limitata da caratteristiche geologiche per la fattibilità di caverne nel sottosuolo in pressione.

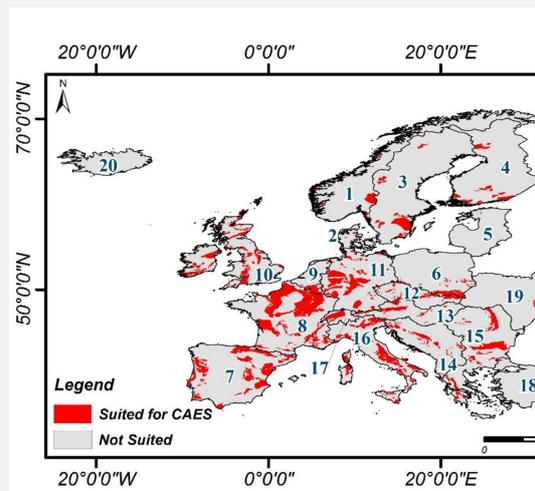
Stocks et al. (2021) impiegano la metodologia di Lu et al. (2018) per definire un atlante mondiale dei potenziali sistemi PHS. Per l'Italia geo-localizzano 2347 sistemi, per una capacità pari a 64 TWh. Questo potenziale è due ordini di grandezza maggiore di ciò che è ragionevolmente necessario. Nella figura (a) un estratto dell'atlante di Stocks et al. (2021).

Aghahosseini and Breyer (2018), sotto l'ipotesi più restrittiva che solo l'1% delle aree geologicamente valide siano utilizzate, individuano un potenziale A-CAES per l'Italia di 22 TWh. Anche questo potenziale è maggiore di due ordini di grandezza di quanto ragionevolmente necessario. Nella figura (b) un estratto della mappa delle aree geologicamente possibili in Europa per A-CAES, da Aghahosseini and Breyer (2018).

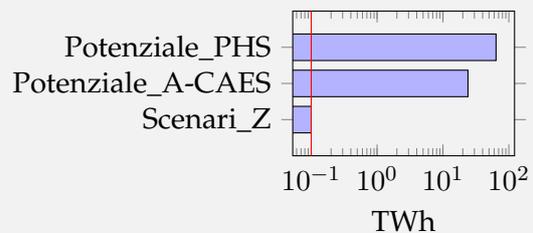
Nella figura (c) il confronto su scala logaritmica tra la capacità di accumulo di lungo termine utilizzata negli scenari presentati dal prof. Zollino (Scenari\_Z) e i succitati potenziali italiani delle due tecnologie PHS e A-CAES.



(a)



(b)

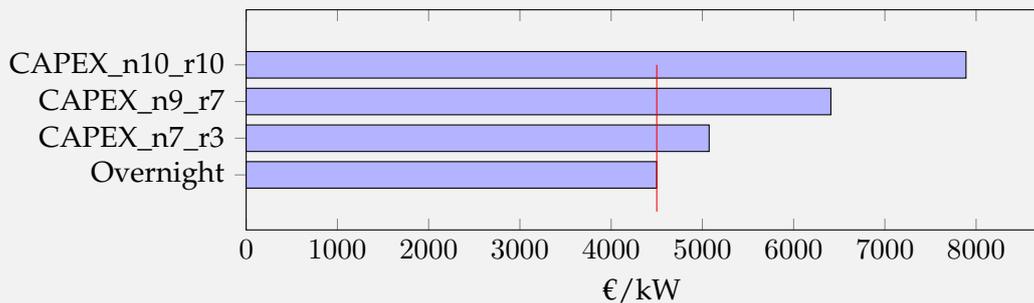


(c)

Figura 2.4: Influenza del tasso di sconto e del tempo di costruzione nel calcolo del CAPEX

Detto  $C$  il costo capitale,  $n$  il numero di anni di costruzione dell'impianto,  $r$  il tasso di sconto, e assumendo per semplicità una ripartizione lineare del costo capitale nel periodo di costruzione, il costo dell'investimento che include il costo del finanziamento durante la costruzione (CAPEX) è:

$$CAPEX(C, n, r) = C \times \left( 1 + \sum_{i=1}^n \frac{(1+r)^{n+1-i} - 1}{n} \right)$$



Per esempio, un costo capitale *overnight*  $C$  di 4500 €/kW, sotto l'ipotesi conservativa di una ripartizione lineare del costo capitale nel periodo di costruzione di 7 anni, e con un tasso di sconto del 3% induce un CAPEX di 5074 €/kW. Un periodo di costruzione di 9 anni e un tasso di sconto del 7% inducono un CAPEX di 6408 €/kW. Dieci anni di costruzione con un tasso di sconto del 10% portano ad un CAPEX di 7889 €/kW.

## 3 Sintesi

Questo rapporto discute svariate ipotesi degli scenari presentati dal prof. Zollino che risultano penalizzanti per le fonti rinnovabili. Segue l'elenco di queste ipotesi, con i riferimenti interni a questo documento:

1. Scale geografiche di bilanciamento e generazione, Sezione2.1:
  - a) autarchia nazionale sul bilanciamento,
  - b) localismo sulla generazione.
2. Riparto tra generazione solare ed eolica che amplifica stagionalità, Sezione2.2.
3. Limitati potenziali dell'eolico
  - a) su terraferma, Sezione2.3,
  - b) e in mare, Sezione2.4.
4. Fattori di capacità bassi sia per l'eolico su terraferma che per il fotovoltaico, Sezione2.5
5. Pressoché esclusivo ricorso a tecnologia di accumulo di breve durata negli scenari base, e in tutti gli scenari esclusione della scalabilità di tecnologie per lunga durata, nonostante potenziali abbondanti, Sezione2.6.
6. Mancata modellizzazione di leve sistemiche per la riduzione dei costi per integrazione con gli usi finali termici, Sezione2.7.1.
7. Mancata modellizzazione della leva sistemica V2G da integrazione con trasporti elettrificati, e attivazione della leva G2V in direzione sfavorevole alle rinnovabili, Sezione2.7.2.
8. Operatività degli idrolizzatori per uso esterno al settore elettrico in modalità carico di base non modulabile rispetto alle possibilità delle rinnovabili, Sezione2.7.3.
9. Configurazione costosa dell'accumulo stagionale con idrogeno, Sezione2.8, per:

- a) evitata trasformazione dell'idrogeno in altro vettore,
- b) serbatoi di superficie invece che geologici,
- c) rigenerazione con pile a combustibile in presenza di potenza già installata di turbo-gas per biogas,
- d) vincolo di azzeramento della sovra-generazione.

Includendo anche la sensitività dei risultati alle ipotesi discusse nella Sezione 2.9 sui costi e tempi del nucleare si considerano non sostanziate dalle migliori evidenze di letteratura le stime sugli extra-costi degli scenari al 2050 per l'Italia con il 100% di fonti rinnovabili rispetto a quelli che includono la fonte nucleare.

## Bibliografia

- ADEME (2018). Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050? Technical report, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, Angers, France.
- Aghahosseini, A. and Breyer, C. (2018). Assessment of geological resource potential for compressed air energy storage in global electricity supply. *Energy Conversion and Management*, 169:161–173.
- Barron, R. W. and Hill, M. C. (2019). A wedge or a weight? critically examining nuclear power's viability as a low carbon energy source from an intergenerational perspective. *Energy Research & Social Science*, 50:7–17.
- Blanco, H. and Faaij, A. (2018). A review at the role of storage in energy systems with a focus on power to gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:1049–1086.
- Bouckaert, S., Pales, A. F., McGlade, C., Remme, U., Wanner, B., Varro, L., D'Ambrosio, D., and Spencer, T. (2021). Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector. Technical report, International Energy Agency, Paris, France.
- Breyer, C., Khalili, S., Bogdanov, D., Ram, M., Oyewo, A. S., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Solomon, A. A., Keiner, D., Lopez, G., Østergaard, P. A., Lund, H., Mathiesen, B. V., Jacobson, M. Z., Victoria, M., Teske, S., Pregger, T., Fthenakis, V., Raugei, M., Holttinen, H., Bardi, U., Hoekstra, A., and Sovacool, B. K. (2022). On the history and future of 100% renewable energy systems research. *IEEE Access*, 10:78176–78218.
- Brown, P. R. and Botterud, A. (2021). The value of inter-regional coordination and transmission in decarbonizing the us electricity system. *Joule*, 5(1):115–134.
- Brown, T., Schlachtberger, D., Kies, A., Schramm, S., and Greiner, M. (2018). Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable european energy system. *Energy*, 160:720–739.

- Bustreo, C., Giuliani, U., Maggio, D., and Zollino, G. (2019). How fusion power can contribute to a fully decarbonized european power mix after 2050. *Fusion Engineering and Design*, 146:2189–2193.
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., and Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11):6793–6805.
- Cole, W., Frazie, W., and Augustine, C. (2021). Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update. Technical Report NREL/TP-6A20-79236, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Connolly, D., Lund, H., and Mathiesen, B. V. (2016). Smart energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1634–1653.
- Dalla Longa, F., Kober, T., Badger, J., Volker, P., Hoyer-Klick, C., Hidalgo Gonzalez, I., Medarac, H., Nijs, W., Politis, S., and Tarvydas, D. (2018). Wind potentials for EU and neighbouring countries. Technical report, JRC.
- Enevoldsen, P. and Jacobson, M. Z. (2021). Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide. *Energy for Sustainable Development*, 60:40–51.
- Fasihi, M. and Breyer, C. (2020). Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid pv-wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, 243:118466.
- Fasihi, M., Weiss, R., Savolainen, J., and Breyer, C. (2021). Global potential of green ammonia based on hybrid pv-wind power plants. *Applied Energy*, 294:116170.
- Fingersh, L., Hand, M., and Laxson, A. (2006). Wind turbine design cost and scaling model. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.
- Giuliani, U., Alotto, B., Bustreo, C., and Zollino, G. (2022). Scenari elettrici di lungo termine CO2-free per l'Italia. *Energia*, (2):16–23.
- Grams, C. M., Beerli, R., Pfenninger, S., Staffell, I., and Wernli, H. (2017). Balancing europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes. *Nature Climate Change*, 7(8):557–562.

- Guerra, O. J., Eichman, J., and Denholm, P. (2021). Optimal energy storage portfolio for high and ultrahigh carbon-free and renewable power systems. *Energy & Environmental Science*, 14(10):5132–5146.
- Hornyak, T. (2018). Clearing the radioactive rubble heap that was Fukushima Daiichi, 7 years on. *Scientific American*, 9.
- IRENA (2022a). Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal. Technical report, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2022b). Renewable power generation costs in 2021. Technical report, International Renewable Energy Agency.
- IRSN (2013). Méthodologie appliquée par l'IRSN pour l'estimation des coûts d'accidents nucléaires en France. Technical Report PRP-CRI/SESUC/2013-00261, Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire.
- Jacobson, M. Z. (2020). *100% clean, renewable energy and storage for everything*. Cambridge University Press.
- Jacobson, M. Z. (2021). On the correlation between building heat demand and wind energy supply and how it helps to avoid blackouts. *Smart Energy*, 1:100009.
- Jacobson, M. Z., von Krauland, A.-K., Coughlin, S. J., Dukas, E., Nelson, A. J. H., Palmer, F. C., and Rasmussen, K. R. (2022). Low-cost solutions to global warming, air pollution, and energy insecurity for 145 countries. *Energy & Environmental Science*, 15(8):3343–3359.
- Kielichowska, I., Staschus, K., Lejarreta, A. V., Sijtsma, L., Ramaekers, L., Vree, B., Yeomans, G. R., Wouters, C., Lindroth, S., and Krönert, F. (2020). Study on the offshore grid potential in the Mediterranean region. Technical report, European Commission — Directorate General for Energy, Brussels.
- Lu, B., Stocks, M., Blakers, A., and Anderson, K. (2018). Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. *Applied Energy*, 222:300–312.
- Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., Ridjan, I., Mathiesen, B. V., Hvelplund, F., Thellufsen, J. Z., and Sorknæs, P. (2016). Energy storage and smart energy systems. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, 11(0):3–14.

- Lund, H., Østergaard, P. A., Nielsen, T. B., Werner, S., Thorsen, J. E., Gudmundsson, O., Arabkoohsar, A., and Mathiesen, B. V. (2021). Perspectives on fourth and fifth generation district heating. *Energy*, 227:120520.
- Mathiesen, B. V., Lund, H., Connolly, D., Wenzel, H., Østergaard, P. A., Möller, B., Nielsen, S., Ridjan, I., Karnøe, P., Sperling, K., and Hvelplund, F. K. (2015). Smart energy systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. *Applied Energy*, 145:139–154.
- Möller, B., Wiechers, E., Persson, U., Grundahl, L., Lund, R. S., and Mathiesen, B. V. (2019). Heat roadmap europe: Towards eu-wide, local heat supply strategies. *Energy*, 177:554–564.
- Overland, I. (2019). The geopolitics of renewable energy: Debunking four emerging myths. *Energy Research & Social Science*, 49:36–40.
- Paardekooper, S., Lund, H., Thellufsen, J. Z., Bertelsen, N., and Mathiesen, B. V. (2022). Heat roadmap europe: strategic heating transition typology as a basis for policy recommendations. *Energy Efficiency*, 15(5):32.
- Ryberg, D., Robinius, M., and Stolten, D. (2018). Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe. *Energies*, 11(5):1246.
- Ryberg, D. S., Caglayan, D. G., Schmitt, S., Linßen, J., Stolten, D., and Robinius, M. (2019). The future of european onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs. *Energy*, 182:1222–1238.
- Ryberg, D. S., Tulemat, Z., Stolten, D., and Robinius, M. (2020). Uniformly constrained land eligibility for onshore european wind power. *Renewable Energy*, 146:921–931.
- Satymov, R., Bogdanov, D., and Breyer, C. (2022). Global-local analysis of cost-optimal onshore wind turbine configurations considering wind classes and hub heights. *Energy*, 256:124629.
- Shirizadeh, B. and Quirion, P. (2022). The importance of renewable gas in achieving carbon-neutrality: Insights from an energy system optimization model. *Energy*, 255:124503.
- Stocks, M., Stocks, R., Lu, B., Cheng, C., and Blakers, A. (2021). Global atlas of closed-loop pumped hydro energy storage. *Joule*, 5(1):270–284.

- Tröndle, T., Lilliestam, J., Marelli, S., and Pfenninger, S. (2020). Trade-offs between geographic scale, cost, and infrastructure requirements for fully renewable electricity in Europe. *Joule*, 4(9):1929–1948.
- Victoria, M., Zhu, K., Brown, T., Andresen, G. B., and Greiner, M. (2019). The role of storage technologies throughout the decarbonisation of the sector-coupled european energy system. *Energy Conversion and Management*, 201:111977.
- Wohland, J., Brayshaw, D., and Pfenninger, S. (2021). Mitigating a century of european renewable variability with transmission and informed siting. *Environmental Research Letters*, 16(6):064026
- Zakeri, B. and Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42:569–596.